

**ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЯХ  
НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**Ю.С. Пуговкина, Л.К. Кудряшова**

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В настоящее время поиск и оценка нефтегазоперспективных палеозойских образований на территории Западной Сибири является весьма актуальной проблемой, поскольку продолжает возбуждать интерес недропользователей вследствие необходимости расширения потенциала меловых и юрских месторождений за счёт более глубоких источников углеводородов.

Преобладающая причина такого интереса связана с увеличением количества палеозойских месторождений нефти и газа, открываемых ежегодно. Они приурочены к породам широкого стратиграфического диапазона.

Поэтому в данной работе целью является выделение зон улучшенных коллекторов в палеозойских образованиях Нюрольской мегавпадины.

Объект исследования расположен на территории Парабельского района Томской области.

На территории Парабельского района ведущими промышленными объектами с высокими эксплуатационными показателями являются отложения доюрского основания. Здесь обособляются два литологических объекта: карбонатно-глинисто-кремниевые отложения коры выветривания (пласт М) и собственно породы карбонатного фундамента девонского возраста (пласт М1). Согласно имеющимся данным по территории объекта исследования, отмечается большая вероятность отсутствия непроницаемого экрана между пластами М и М1, т.е. залежь пластов М+М1 является единой, гидродинамически связанной.

Активное тектоническое развитие всего региона – герцинский цикл тектогенеза и раннетриасовое проявление рифтогенеза – обусловило сложное геологическое строение района исследований.

В начале юрского времени центральная часть территории объекта исследований представляла собой два массивных карбонатных выступа. Карбонатная платформа была обрамлена депрессионными зонами с севера и востока. Отложения комплекса сложены девонскими органогенными известняками и терригенно-карбонатными породами, формирование последних происходило в мелководных морских условиях.

В современных комплексных проектах на этапе разведки и разработки нефтегазовых месторождений активно применяются сейсмические атрибуты, которые непосредственно сопряжены с ключевыми сейсмическими параметрами  $V_s$ ,  $V_p$ ,  $\rho$  (скорость поперечных волн, скорость продольных волн, объемная плотность соответственно) [3, 4].

В настоящее время одним из наиболее актуальных методов установления связи между атрибутами и прогнозными параметрами является петроупругое моделирование. Применение подобного метода позволяет определить зависимость петрофизических свойств горных пород (пористость, проницаемость, трещиноватость, тип насыщения, поровое давление, анизотропия и т.д.) и параметров, полученных из сейсмических наблюдений, ГИС и лабораторных измерений (скорости продольных, поперечных волн, а также их поглощающие свойства) [1].

Для проведения исследований недропользователями были предоставлены результаты интерпретации данных сейсморазведки. Авторами работы был выполнен анализ полученных материалов совместно с данными по скважинам (описание керна, ГИС, результаты испытания). Также было произведено сопоставление с результатами предыдущего изучения по определению фациальных условий [5].

В ходе проведения исследования по сейсмическим данным осуществлялся прогноз изменчивости формы сейсмического импульса. Учитывая, что форма отраженной волны несет в себе интегральную характеристику породно-слоевых ассоциаций геологической среды, можно установить корреляционную связь между сейсмическими атрибутами (энергия, дисперсия, когерентность и др.) и параметрами продуктивности. Соответственно, изменение формы волны по вертикали и латерали, с сейсмической точки зрения, должно отражать не только изменчивость фациальных, тектонических обстановок, но и свидетельствовать о пространственном положении и границах влияния залежи.

Для качественной оценки коллекторов по сейсмическим данным использовались эталонные скважины, в которых были проведены испытания пласта М+М1 на приток, данные исследований керна и материалы ГИС.

В качестве эталонных были определены скважины 1, 10, 40, 43, пласты-коллекторы которых характеризуются нефтегазовым насыщением, в скважине 50, 51 – газонасыщенные, в скважине 5, 7 – водо- и нефтенасыщенные.

По сейсмическим данным и описанию керна были построены карты зон распределения вероятности нефтегазовых, газо- и нефтенасыщенных коллекторов.

Сопоставляя результаты проведенного ранее фациального анализа с выделенными зонами по характеру насыщения, можно определить следующие закономерности, так, отложения литофаии передового склона характеризуются отсутствием притока нефти, но высокими значениями притока газа, конденсата и воды. Отложения литофаии барьерного рифа характеризуется безводным УВ насыщением, с относительно высоким дебитом газоконденсата. А породы-коллекторы литофаии рифовой платформы связаны с нефтегазовым насыщением, в разрезе которой присутствуют интервалы с относительно высоким дебитом воды.

Проведённые исследования подтверждают, что комплексный анализ и скважинных данных, и полевых геофизических работ позволяют не только получить представление о геологическом строении территории, но и спрогнозировать наиболее оптимальные пути поисков залежей УВ.

**Литература**

3. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии. // Технологии сейсморазведки, 2009. – Ч. 1. – № 4. – С. 3 – 16.

4. Барклай Ф., Бруун А., Расмуссен К.Б., Альфаро Х.К. Сейсмическая инверсия: читая между строк // Нефтегазовое обозрение, 2008. – С. 50–75.
5. Бусыгин И.Н., Мосякин А.Ю., Бусыгин А.И. Методика прогноза УВ-насыщения в условиях терригенного разреза на основе АВА-анализа сейсмических данных // Геофизика – спец. выпуск. Технологии сейсморазведки, 2002. – С. 96 – 100
6. Мендрий Я.В. Атрибутный анализ сейсмических данных при картировании зон трещиноватости // Збірник наукових праць УкрДГРІ, 2013. – № 4. – С. 42–51.
7. Оленев Я.В., Пуговкина Ю.С. Особенности формирования карбонатных пород палеозойского возраста юго-востока Нюрольской мегападины // Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов (по материалам X Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых): в 2 т., Пермь, 18-21 Апреля 2017. – Пермь: Изд-во ПГНИУ, 2017. – Т. 1 – 351 с.
8. Птецов С.Н., Спунгина Е.В., Гришечкина С.В. Особенности сейсмической интерпретации и геологического моделирования нефтяных оторочек газовых залежей в Западной Сибири // Тезисы к докладу на конференции «Геомодель 2008», 2008. – С. 8–11

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ САМАРСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

Е.В. Пунтус

Научный руководитель доцент Б.З. Даниелян

**Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия**

В последнее время возрос интерес к нефтегазоносности пермских отложений Самарского Поволжья со стороны производственных предприятий нефтедобывающей промышленности для выбора новых направлений геологоразведочных работ на нефть и газ. Между тем, многие вопросы перспективности пермских отложений не совсем ясны.

Кроме того, произошли важные изменения в стратиграфической схеме пермской системы. Осуществлён переход к трехчленному делению перми. Уфимский ярус вновь возвращён в нижний отдел. В Общей стратиграфической шкале фанерозоя теперь выделяются нижний – Приуральский, средний – Биармийский, верхний – Татарский отделы.

Обширные выходы пермских отложений имеются во многих районах Волго-Уральского бассейна, в том числе и на территории Самарского Поволжья. В них были установлены нефтепроявления, залежи битума, асфальта и асфальтита. Первое месторождение нефти в регионе было открыто в 1929 году также в пермских отложениях вблизи Верхне-Чусовских Городков. Это событие стало поворотным пунктом для развёртывания широких геологоразведочных работ, приведших к открытию Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, подтвердив гениальный прогноз Губкина И.М.

На территории Самарского Поволжья пермские отложения также нефтегазоносны. Общая мощность пермских отложений здесь изменяется от 250 м до 1700 м, увеличиваясь в южном, юго-восточном направлении в сторону Прикаспийской впадины [1]. Выделяются VII нефтегазоносных комплексов в нижней перми и VIII – в средней. В нижнепермских отложениях имеются продуктивные пласты-коллекторы К-IV и К-III – в артинском ярусе, К-II, К-Ia, К-I – в кунгурском, в казанском ярусе средней перми есть пласт КС. Все пласты представлены трещиноватыми кавернозными доломитами. Мощность пластов колеблется в широких пределах, в среднем от 3-4 до 15-25 м, изредка до 40 м. Пористость доломитов колеблется от 2-3% до 16-24%, проницаемость в среднем 0,2-0,3 мкм<sup>2</sup> и более. Покрышкой служат пакки ангидритов, плотные доломитовые мергели, соленосные толщи кунгурского яруса и гидрохимической свиты [2].

По анализу и обобщению собранных материалов в основном в фондах Волжского отделения ИГ и РГИ, на сегодняшний день на территории Самарской области в пермских отложениях открыто 32 месторождения с 48 залежами. Мы составили 2 карты, на которых показано размещение открытых месторождений в пермских отложениях Самарского Поволжья раздельно для VII (рис. 1) и VIII нефтегазоносных комплексов (рис. 2).

Как известно, для выявления закономерностей размещения месторождений нефти и газа на платформах проводится районирование территории. Исходный элемент – это нефтегазоносный бассейн. У нас – это Волго-Уральский. В качестве нефтегазоносных областей выделяют структуры 1-ого порядка, в пределах которых выделяются зоны нефтегазонакопления [4].

Большинство пермских месторождений расположено на известных тектонических валах Самарского Поволжья. Это Большекинский, Жигулёвско-Самаркинский и Кулешовский валы. Также большое количество месторождений имеется на Северном борту Бузулукской впадины и несколько в Борской депрессии. Южнее Кулешовского вала не открыто ни одного месторождения.

Большинство пермских месторождений Самарской области расположено в зонах нефтегазонакопления, которые представляют собой структуры 2-ого порядка. На Жигулёвско-Самаркинском своде выделяются Мухановская, Кохано-Могутовская и Дмитриевско-Домалатовская зоны, а на Кулешовском валу – Лебяжинская и Кулешовская зоны нефтегазонакопления. Месторождения, расположенные на Северном борту Бузулукской впадины, не укладываются в структурные зоны. Эти структуры чисто седиментационные. Они существуют только в пермских отложениях. В геологической литературе по нефти и газу есть упоминание о рифах раннепермского возраста [3]. По нашим данным, надёжных доказательств этого очень мало.

В формировании структур Северного борта Бузулукской впадины главную роль играли седиментационные процессы. В формировании структур, расположенных на тектонических валах, ведущую роль играли тектонические движения и седиментационные процессы.